



Redazione

Le stringhe e gli array fotovoltaici

Formazione di stringhe e array

Normalmente, negli impianti fotovoltaici i singoli moduli sono collegati tra loro in serie per formare delle stringhe e le stringhe a loro volta possono essere collegate tra loro in parallelo per formare degli array.

Per evitare sbilanciamenti, in una stringa o in un array, nel caso di più stringhe collegate in parallelo, occorre rispettare alcune semplici regole:

- i moduli fotovoltaici devono essere tutti uguali tra loro (marca, modello e potenza nominale);
- i moduli fotovoltaici devono essere montati con la medesima inclinazione e uguale orientamento; possibilmente devono essere complanari e devono essere evitati ombreggiamenti localizzati;

SESTA PARTE (1)

(1) La quinta parte è stata pubblicata sul numero 129.



I collegamenti in corrente continua

■ in un array le stringhe devono avere tutte lo stesso numero di moduli fotovoltaici.

Fatte queste premesse, il circuito elettrico di un array assume l'aspetto di *figura 5.1* in cui vi sono complessivamente $M \cdot N$ moduli fotovoltaici.

Per un array è allora possibile scrivere:

$$V_{m\text{-array}} = V_m \cdot N \quad I_{m\text{-array}} = I_m \cdot M$$

$$V_{oc\text{-array}} = V_{oc} \cdot N \quad I_{sc\text{-array}} = I_{sc} \cdot M$$

Tuttavia, pur dando per scontato il rispetto delle regole prima viste, uno sbilan-

ciamento anche se modesto è comunque sempre presente per via della tolleranza delle caratteristiche dei singoli moduli fotovoltaici e, in misura minore, delle differenti lunghezze dei collegamenti. Queste disuniformità nell'array sono chiamate mismatch o anche string mismatch.

La presenza del mismatch fa sì che la potenza reale di un array in condizioni STC sia sempre inferiore alla somma della potenza nominale dei singoli moduli fotovoltaici che lo compongono. Le perdite per mismatch purtroppo sono difficili da calcolare e vengono quindi stimate sulla base dei dati di letteratura.

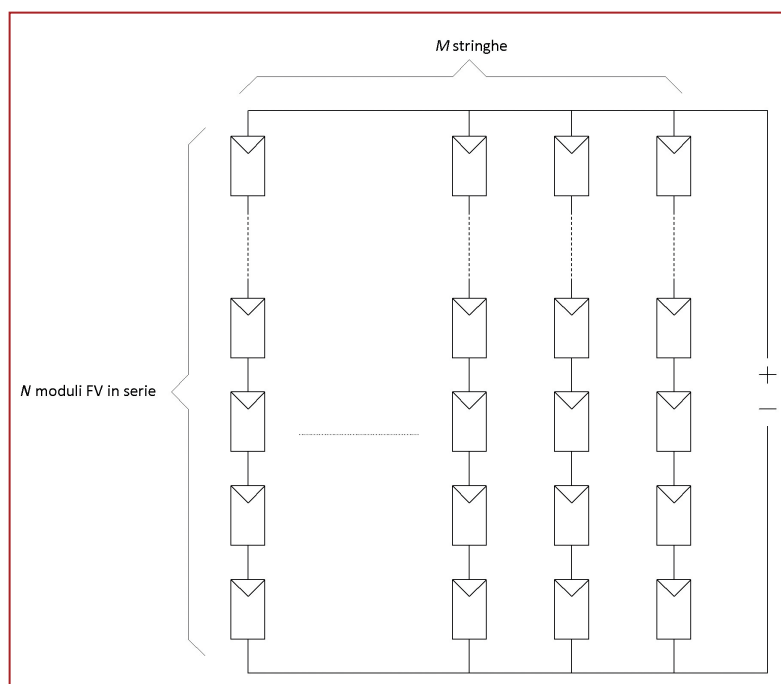


Figura 5.1 - Circuito elettrico tipico di un array fotovoltaico composto da M stringhe di N moduli ciascuna.

Se si utilizzano moduli fotovoltaici di buona qualità e di tolleranza contenuta queste perdite normalmente non superano lo 0,5-1%.

Le stringhe fotovoltaiche

In una stringa fotovoltaica le tensioni dei singoli moduli si sommano tra loro mentre la corrente rimane la stessa.

La figura 5.2 mostra l'andamento tensione-corrente di una stringa di 3 moduli fotovoltaici identici e si può vedere che

questa è formata dalla somma punto per punto delle tensioni ai vari livelli di corrente presenti nella curva. Di fatto però, ben difficilmente i moduli fotovoltaici di una stringa hanno prestazioni identiche, come abbiamo visto sia per le inevitabili tolleranze di fabbricazione che per le differenti condizioni di luminosità e di temperatura a cui i singoli moduli, per non dire le singole celle, sono esposti.

Un caso abbastanza tipico è rappresentato dalla stringa in cui un modulo fotovoltaico risulta del tutto o in parte ombreggiato. Se, ad esempio immaginiamo di ombreggiare al 50% un modulo fotovoltaico della stringa prima vista (non necessariamente l'ultimo) otteniamo un andamento risultante come in figura 5.3.

Va precisato che un tale andamento si ottiene con i diodi di bypass funzionanti, i quali, quando la corrente aumenta al di sopra del valore che il modulo ombreggiato è in grado di fornire, lo escludono automaticamente permettendo così agli altri moduli fotovoltaici di funzionare al 100% delle possibilità. Viceversa, in mancanza di un bypass funzionante, la corrente sarebbe limitata dal componente meno performante, rappresentato nel nostro caso dal modulo fotovoltaico ombreggiato.

Suddivisione degli array fotovoltaici

Un tempo, sia a causa dei limiti tecnologici che per ragioni di costo, si tendeva a ridurre



Se si utilizzano moduli fotovoltaici di buona qualità e di tolleranza contenuta queste perdite normalmente non superano lo 0,5-1%

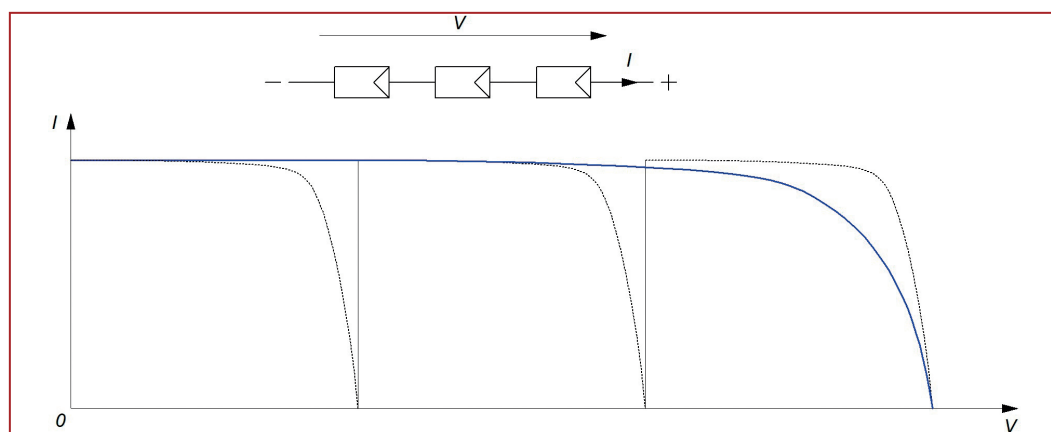


Figura 5.2 - Esempio di curva tensione-corrente risultante in una stringa di 3 moduli fotovoltaici.

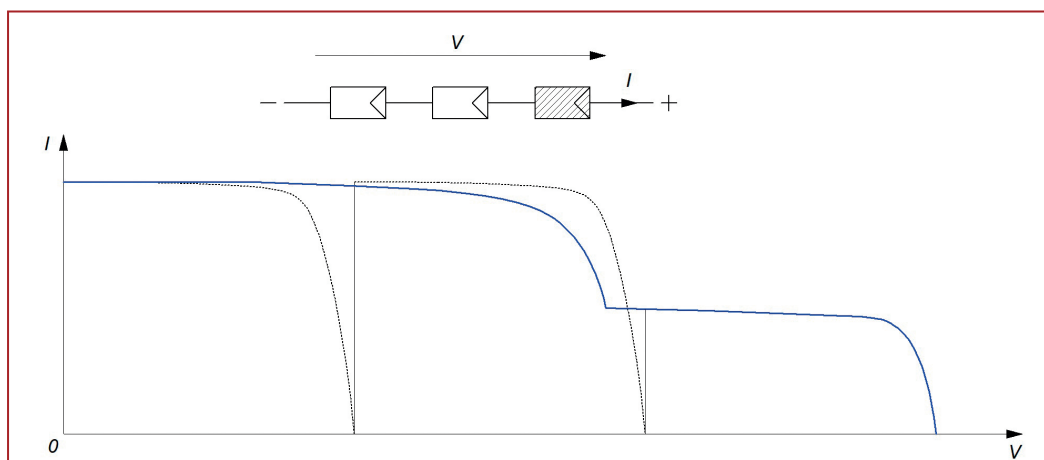


Figura 5.3 - Esempio di curva tensione-corrente in una stringa con un modulo in ombra.

quanto maggiormente possibile il numero dei convertitori negli impianti fotovoltaici. Negli impianti di una certa dimensione erano quindi molto frequenti gli array composti da un gran numero di stringhe che confluivano ad un singolo inverter.

In tempi più recenti questa tendenza ha trovato nuovo impulso nelle configurazioni che prevedevano l'entrata in servizio in sequenza dei convertitori in funzione della potenza prodotta, al fine di ridurre le perdite di efficienza che si verificano alle basse potenze. Ancora oggi nei grossi impianti multi-megawatt gli array sono spesso composti da un gran numero di stringhe tra loro in parallelo.

Tuttavia, specialmente negli impianti medio-piccoli realizzati su coperture, si tende oggi a ridurre la dimensione degli array perché con un solo circuito è spesso difficile rispettare tutti i vincoli prima visti. In particolare, non sempre è possibile avere un numero di moduli fotovoltaici pari a $N \cdot M$ ma, anzi, è spesso richiesta una certa flessibilità con stringhe di lunghezza differente. Inoltre, potremmo avere a che fare con superfici di inclinazione e orientamento differenti e quindi a ciascuna allocazione deve corrispondere un array differente.

Infine, se si utilizzano aree suscettibili di essere ombreggiate con una certa frequenza, non è opportuno che i moduli fotovol-

taici installati su di esse siano collegati ad altri che invece sono posti in aree libere da ombre. Anche in questi casi è invece opportuno effettuare una suddivisione per circoscrivere così la fonte del problema ed evitare di penalizzare tutto l'array.

Ultimamente quindi sono stati sviluppati convertitori dotati di più sezioni di ingresso indipendenti, i quali permettono di organizzare l'insieme dei moduli fotovoltaici in array di una o due stringhe ciascuno ed ottenere quindi una notevole flessibilità nella realizzazione dell'impianto.

In alcuni casi, questo criterio è stato portato ancora più in là negli impianti in cui ciascun modulo fotovoltaico è dotato di un proprio ottimizzatore (convertitore DC/DC o DC/AC a seconda dei casi) ed è quindi in questo modo totalmente indipendente dagli altri. Viene in questo modo a cadere il concetto di stringa, almeno nel suo significato classico, in quanto i collegamenti tra i moduli fotovoltaici e gli apparati di conversione assumono l'aspetto di bus in corrente continua o alternata.

I dispositivi di manovra e protezione

Premessa

Gli array fotovoltaici sono dei generatori in corrente continua nei quali il compito di



Negli impianti di una certa dimensione erano quindi molto frequenti gli array composti da un gran numero di stringhe che confluivano ad un singolo inverter

produrre energia è ripartito in modo uniforme tra tutti i moduli fotovoltaici che li compongono.

Le stringhe fotovoltaiche hanno tensioni dell'ordine di diverse centinaia di volt ma che, nel caso dei grandi impianti, frequentemente superano i 1000 V. Le correnti in gioco dipendono dal numero di stringhe in parallelo e, benché come abbiamo visto negli impianti medio-piccoli si tenda a ridurre tale numero, in quelli grandi capita spesso di avere a che fare con linee DC nelle quali confluiscono un gran numero di stringhe e pertanto risultano percorse da centinaia di ampère.

In tutti i casi, è sempre necessario potere intervenire in tutta sicurezza su un array fotovoltaico per scollegarlo, anche in condizioni di emergenza, e per potere effettuare le necessarie operazioni di manutenzione in totale sicurezza. Inoltre, quando è necessario occorre prevedere i necessari organi di protezione che siano in grado di intervenire a seguito di un guasto nel circuito o a causa di un evento esterno, come ad esempio per sovratensione.

Purtroppo, a differenza delle loro controparti in corrente alternata, i circuiti in corrente continua sono più difficili da gestire e richiedono dispositivi di manovra specifici.

Tuttavia, grazie alla enorme diffusione dei sistemi fotovoltaici negli ultimi anni è oggi possibile reperire un gran numero di componenti sviluppati appositamente per le applicazioni fotovoltaiche e che in pratica coprono tutte le possibili esigenze.

Organi di manovra

In un array fotovoltaico può essere necessario scollegare in tutto o in parte il circuito, sia rispetto ad altre parti di circuito che rispetto agli apparati posti a valle, in primo luogo i convertitori.

Poiché queste operazioni devono avvenire in tutta sicurezza, in generale attraverso gli organi di comando deve essere possibile disconnettere le parti interessate nelle condizioni operative previste attraverso l'interruzione dei circuiti e permettere poi di effettuare i lavori sulle parti scollegate assicurandone il relativo sezionamento.

Interruzione e sezionamento sono quindi i requisiti che quasi sempre sono richiesti agli organi di manovra, anche se in casi specifici il sezionamento può essere ottenuto per vie diverse come ad esempio mediante l'uso di connettori o mediante l'impiego di fusibili estraibili. Il puro e semplice sezionamento non è però quasi mai accettabile perché la manovra sotto



Le stringhe fotovoltaiche hanno tensioni dell'ordine di diverse centinaia di volt ma che, nel caso dei grandi impianti, frequentemente superano i 1000 V

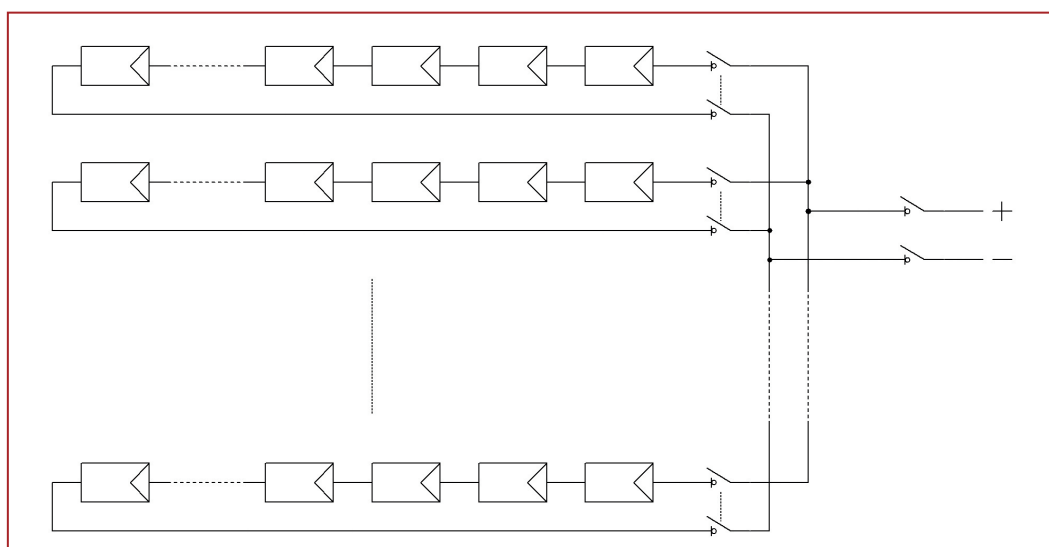


Figura 5.4 - Posizione dei dispositivi di interruzione e sezionamento in un array fotovoltaico.

Categoria di utilizzazione		Applicazioni
Manovra frequente	Manovra non frequente	
AC-20A e DC-20A	AC-20B e DC-20B	Chiusura e apertura a vuoto
AC-21A e DC-21A	AC-21B e DC-21B	Manovra di carichi resistivi con sovraccarichi di modesta entità
AC-22A e DC-22A	AC-22B e DC-22B	Manovra di carichi misti, resistivi e induttivi, con sovraccarichi di modesta entità
AC-23A e DC-23A	AC-23B e DC-23B	Manovra di motori o altri carichi altamente induttivi

Tabella 5.1 - Classificazione degli interruttori AC e DC secondo la categoria di utilizzazione.

carico di un sezionatore, soprattutto in apertura, è un'azione distruttiva che potrebbe avere conseguenze molto gravi per l'operatore che la compie.

In generale, nel caso di array fotovoltaico senza punti collegati a terra, gli organi di interruzione e sezionamento sono configurati come in *figura 5.4*, nella quale si può vedere che ciascuna stringa può essere esclusa indipendentemente dalle altre ed è inoltre possibile escludere l'array nel suo insieme mediante un organo di manovra generale. Nel disegno tutti i dispositivi sono indicati come interruttori di manovra-sezionatori (IMS).

Come caso particolare, si può avere un array costituito da una singola stringa, che quindi richiede un unico dispositivo. Inoltre, tipicamente nei grandi impianti, vi può essere il caso in cui vi sono più sub-array tra loro in parallelo e in questo caso ciascun sub-array dispone di un proprio organo di manovra.

Al fine di valutare l'idoneità dei dispositivi utilizzati occorre riferirsi alla classificazione della CEI EN 60947-3, riportata nella *tabella 5.1*.

Per l'interruzione e il sezionamento degli array o di parti di essi appare evidente che occorre utilizzare le categorie DC-21B o, ancor meglio, DC-21A.

Di fatto, l'interruttore a cui fanno capo diverse stringhe di un array oppure l'intero

array, anche se costituito da una stringa sola, deve potere aprire e chiudere il circuito sotto carico e quindi deve anch'esso appartenere a tali categorie.

Per quanto riguarda invece le singole stringhe, (array costituito da 2 o più stringhe) la normativa tecnica consente l'impiego di semplici sezionatori, purché le stringhe siano adeguatamente protette contro le sovracorrenti.

Di fatto, per ragioni di costo, questa soluzione è spesso impiegata e come sezionatori vengono utilizzati i fusibili con cartuccia estraibile. Tuttavia in questi casi, soprattutto in presenza di molte stringhe in parallelo, prima di sezionare una qualsiasi stringa bisogna sempre essere ben sicuri che l'IMS principale sia aperto e non vi siano ritorni di corrente da parte delle altre stringhe. Le manovre diventano quindi più difficili e devono sempre essere effettuate da personale esperto equipaggiato con idonei DPI (guanti e maschera).

Se le stringhe sono in numero ridotto (2 o 3 al massimo) può essere conveniente equipaggiare ciascuna di esse con un proprio IMS ed evitare l'impiego di un IMS generale, in quanto risulta evidente che l'apertura di questi singoli organi di manovra è sufficiente a scollegare completamente l'array fotovoltaico.

Viceversa, se il numero di stringhe è maggiore, come si è visto è necessario prevedere



Come caso particolare, si può avere un array costituito da una singola stringa, che quindi richiede un unico dispositivo



È possibile utilizzare in alternativa degli interruttori magnetotermici per corrente continua, più costosi, ma che svolgono anche la funzione di IMS

re anche un organo di manovra in grado di scollegare l'intero array.

Protezione dalle sovracorrenti

In un array con più stringhe in parallelo bisogna assicurarsi che ciascuna stringa, in caso di guasto, non sia sottoposta a una corrente inversa eccessiva in grado di danneggiare moduli fotovoltaici, cavi e altri componenti, così come provocare condizioni di pericolo a causa di sovratemperature.

Diciamo subito che nel caso particolare di array composto da una singola stringa, la stringa stessa non è in grado di provocare una sovracorrente pericolosa in quanto la corrente di corto circuito dei moduli fotovoltaici è di poco superiore alla loro corrente nominale. Una protezione potrebbe essere casomai necessaria qualora il guasto sia alimentato dall'apparato di conversione a valle e/o dalla presenza di un eventuale sistema di accumulo (corrente di backfeed).

Nel caso di due sole stringhe in parallelo, l'effetto di una stringa sull'altra, in caso di guasto, potrebbe essere al massimo uguale alla corrente di corto circuito del singolo modulo fotovoltaico e quindi un dispositivo di protezione sulle singole stringhe risulta inutile. Qualora si decida comunque di limitare la corrente inversa sarebbe invece necessario inserire un dispositivo direzionale, ossia un diodo.

Nel caso invece di tre o più stringhe in parallelo, occorre intervenire per limitare la corrente di corto circuito perché, in caso di guasto su una singola stringa, la corrente generata dalle stringhe rimanenti può

diventare anche molto superiore alla corrente di corto circuito della stringa stessa. I costruttori forniscono quasi sempre la massima corrente inversa che il modulo fotovoltaico è in grado di sopportare per un tempo indefinito senza subire guasti, anche se spesso questo valore si riferisce alla corrente nominale di intervento del dispositivo di protezione in serie alla stringa.

Nelle *figure 5.5, 5.6 e 5.7* sono riportati i casi possibili (escludiamo in questa trattazione il caso infrequente dei gruppi di stringhe protetti da un unico dispositivo). Per semplicità, nei disegni 5.5, 5.6 e 5.7 i dispositivi di protezione sono indicati come fusibili. Tuttavia è possibile utilizzare in alternativa degli interruttori magnetotermici per corrente continua, più costosi, ma che svolgono anche la funzione di IMS. Nelle figure, per ragioni di completezza sono indicati i dispositivi di protezione sia sul polo positivo che su quello negativo. Tuttavia è normalmente sufficiente proteggere solo uno dei due poli.

È importante notare che i fusibili di protezione contro la corrente di backfeed sono necessari solo nel caso in cui vi è un pericolo reale che un guasto su un apparato a valle dell'array fotovoltaico possa creare una sovracorrente pericolosa. Se invece non vi è un pericolo di questo tipo, anche perché tali apparati sono già protetti, non è necessario inserire questo tipo di protezione.

Il dimensionamento dei dispositivi di protezione contro le sovracorrenti sulle singole stringhe di *figura 5.7* e per la prote-

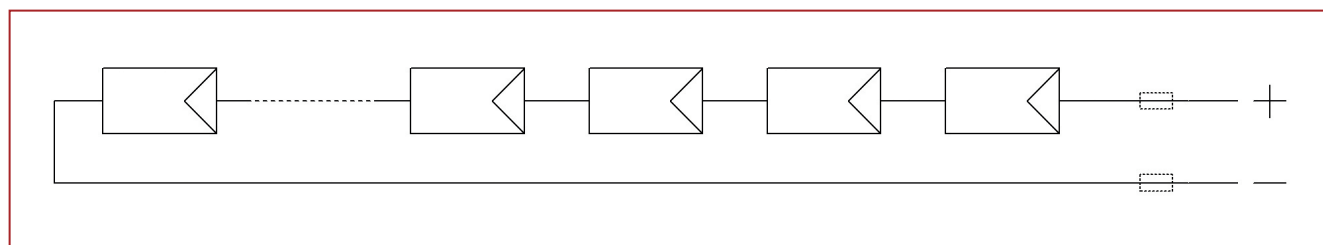


Figura 5.5 - Array composto da una singola stringa con eventuale protezione contro la corrente di backfeed.

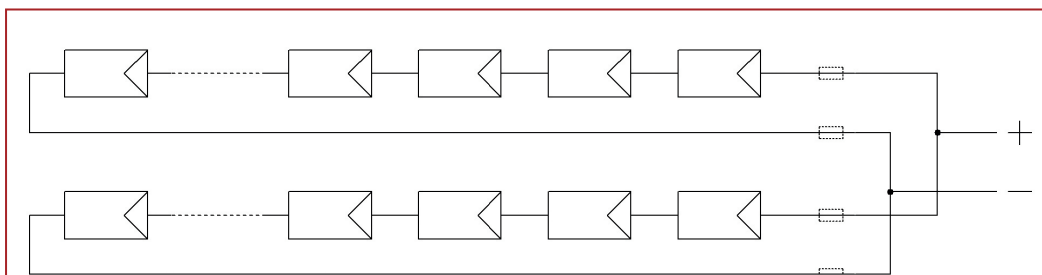


Figura 5.6 - Array composto da due stringhe con eventuale protezione contro la corrente di backfeed.

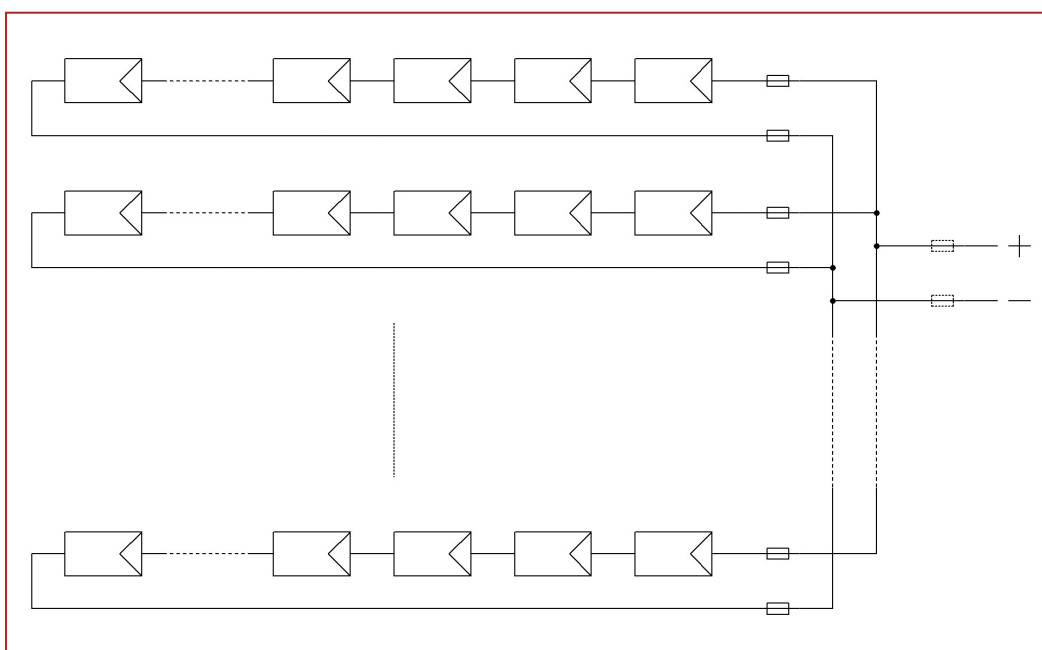


Figura 5.7 - Array composto da più di due stringhe. Protezione sulle singole stringhe e eventuale protezione contro la corrente di backfeed.

zione contro le eventuali sovracorrenti di backfeed delle figure 5.5 e 5.6 è da effettuarsi come segue:

$$I_n > 1,5 I_{sc} \text{ e } I_n \leq 2,4 I_s$$

Se è nota anche la $I_{MOD_MAX_OCPR}$ del modulo fotovoltaico, deve anche essere:

$$I_n \leq I_{MOD_MAX_OCPR}$$

Nel caso di moduli fotovoltaici bifacciali, come I_{sc} occorre considerare la condizione in cui anche la faccia posteriore risulta irraggiata.

Talvolta i costruttori indicano la I_n del fusibile da utilizzare per la protezione della singola stringa. Per quanto riguarda l'eventuale protezione contro la corrente di backfeed in figura 5.7, la scelta della corrente nominale di questi dispositivi di protezione deve essere effettuata nel modo seguente:

$$I_n > 1,25 \cdot M \cdot I_{sc} \text{ e } I_n \leq 2,4 \cdot M \cdot I_{sc}$$

Anche in questo caso, se è nota anche la corrente massima inversa $I_{MOD_MAX_OCPR}$ del modulo fotovoltaico, deve anche essere $I_n > M \cdot I_{MOD_MAX_OCPR}$.



È importante notare che i fusibili di protezione contro la corrente di backfeed sono necessari solo nel caso in cui vi è un pericolo reale che un guasto su un apparato

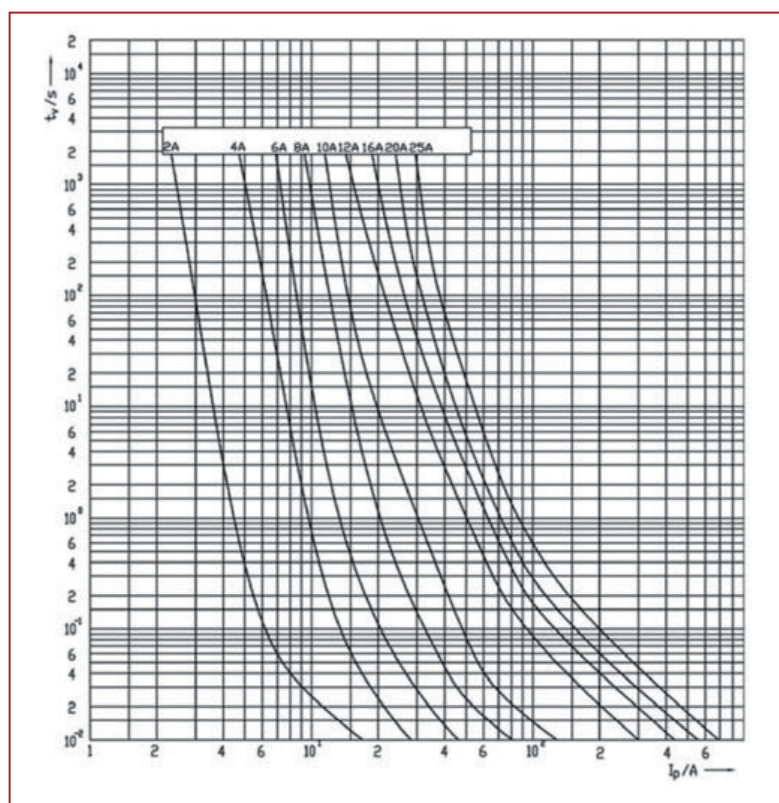


Figura 5.8 - Esempio di curve tempo-corrente per alcuni fusibili gPV.

I fusibili devono essere idonei per corrente continua, del tipo gPV e con una tensione massima superiore di almeno il 20% alla tensione dell'array a circuito aperto. La figura 5.8 riporta un esempio di curve tempo-corrente per alcuni fusibili gPV.

Protezione tramite diodi di blocco

Molto usata in passato, quando le tensioni di stringa erano generalmente più basse di quelle odierne, la protezione dalle sovracorrenti sulle stringhe mediante diodi di blocco, come in figura 5.9, è oggi utilizzata solo in casi particolari.

Occorre infatti considerare che i diodi spesso risultano non del tutto idonei per i seguenti motivi:

- da un punto di vista normativo la protezione offerta dai diodi in serie alle stringhe non è sempre accettata, cosa che potrebbe generare dei contenziosi di vario tipo;

- dovendo sopportare tensioni inverse elevate, è spesso necessario ricorrere a più diodi in serie, che però comportano cadute di tensione più elevate; questo si traduce in maggiori perdite energetiche e inoltre gli involucri dei quadri devono essere idonei a dissipare il corrispondente calore disperso dai diodi;
- soprattutto se utilizzati nei quadri periferici, i diodi devono essere sempre adeguatamente protetti dalle sovratensioni perché in caso contrario possono andare facilmente fuori uso.

Tuttavia, pur tenendo conto di queste limitazioni, i diodi possono rivelarsi utili nel caso si debbano proteggere moduli fotovoltaici che difficilmente sopportano correnti inverse superiori alla propria corrente di corto circuito. Ad esempio, dovendo proteggere un modulo fotovoltaico con $I_{sc} = 6 \text{ A}$ e dovendo essere come si è visto $I_n > 1,5 I_{sc}$ si dovrà utilizzare un fusibile da almeno 10 A. Tuttavia, dal grafico di figura 5.8 si può vedere che l'intervento a 10 A avviene in un tempo pressoché infinito, mentre occorrono circa 200 secondi, ossia circa 3 minuti se la corrente è di 20. Alcuni moduli fotovoltaici, tipicamente con celle a film sottile, non sono in grado di sopportare sovracorrenti così elevate per lunghi periodi e quindi in questo caso il ricorso ai diodi di blocco può rappresentare una soluzione efficace al problema. I diodi di blocco sono in grado di sopportare una corrente massima diretta $I_{DIR-MAX}$ e una tensione inversa massima $V_{INV-MAX}$. Ai fini di un corretto dimensionamento deve essere:

$$V_{INV-MAX} \geq 2 \cdot V_{oc-array} \text{ e } I_{DIR-MAX} \geq 1,4 \cdot I_{sc-array}$$

Array collegati a terra

Normalmente, gli array fotovoltaici non hanno punti collegati a terra, tuttavia vi possono essere dei casi in cui è richiesto un collegamento a terra di tipo funzionale

sul polo negativo o sul polo positivo. Non sempre il collegamento a terra è possibile e in generale questo dipende dal dispositivo di conversione a valle.

Il collegamento a terra può essere diretto oppure, come più frequentemente avviene, mediante un resistore e/o un dispositivo di protezione contro le sovracorrenti. La modalità dipende dalla funzione richiesta che deve essere esplicitamente dichiarata dal costruttore del modulo fotovoltaico impiegato.

In figura 5.10 è mostrato un esempio di collegamento a terra del polo negativo di un array con protezione mediante fusibile. Si può notare che, in questo caso, risultano inutili le altre protezioni sul polo negativo. Una situazione opposta si avrebbe nel caso di collegamento a terra del polo positivo (protezioni solo sul polo negativo).

Riguardo alla scelta del valore della corrente di intervento della protezione verso terra, la tabella 5.2 fornisce il valore massimo in funzione della potenza nominale dell'array.

Controllo dell'isolamento verso terra

Premessa

Una delle operazioni più importanti in un array fotovoltaico, ai fini della sicurezza elettrica, consiste nella verifica dell'isolamento verso terra.

I moduli fotovoltaici normalmente utilizzati negli impianti sono componenti elettrici isolati in classe II verso l'esterno, il che in teoria li rende dei componenti sicuri che possono essere utilizzati senza pericolo. La cornice metallica che li contorna non è pertanto da considerare una massa in quanto per andare in tensione necessiterebbe di un doppio cedimento dell'isolamento con le parti attive interne al modulo fotovoltaico, evento considerato improbabile dalla normativa tecnica.

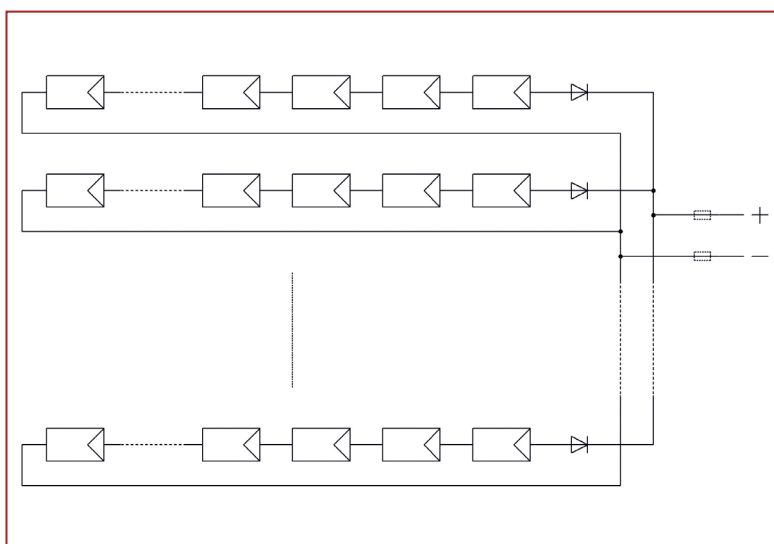


Figura 5.9 - Protezione delle stringhe con diodi di blocco.

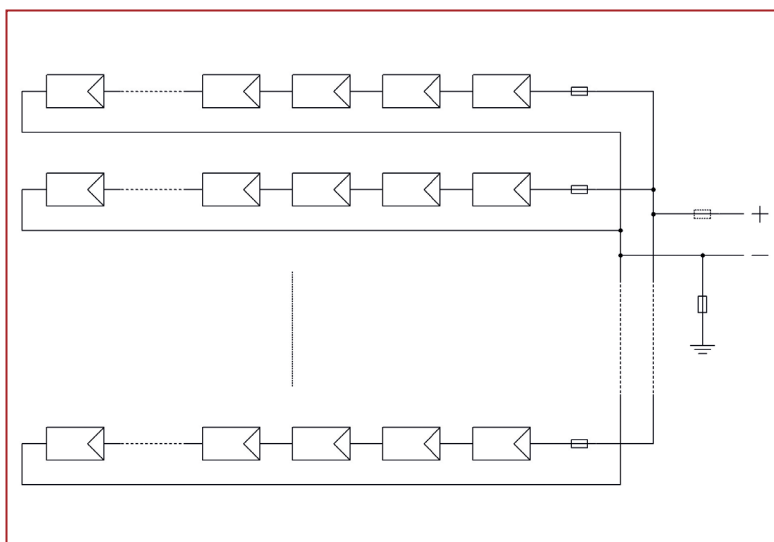


Figura 5.10 - Array fotovoltaico con polo negativo collegato a terra mediante un fusibile.

Potenza nominale dell'array [kW]	Corrente di intervento [A]
≤ 25	1
> 25 a 50	2
> 50 a 100	3
> 100 a 250	4
> 250	5

Tabella 5.2 - Soglie di resistenza minima verso terra per gli array fotovoltaici.



Il valore di resistenza verso terra minimo accettabile dipende dalla taglia dell'array

Tuttavia, l'elevata numerosità dei moduli che spesso contraddistingue un array fotovoltaico, assieme alla continua esposizione di questi componenti agli agenti atmosferici in un arco di tempo di alcuni decenni, fa sì che in pratica il cedimento dell'isolamento benché di classe II sia da considerare un evento tutt'altro che infrequente.

Si è visto anzi che risulta di fondamentale importanza tenere sotto controllo la resistenza di isolamento verso terra dell'array, per evitare che un valore troppo basso possa causare delle tensioni pericolose sulle parti metalliche esterne.

Secondo la CEI EN IEC 61215-2 l'isolamento dei moduli fotovoltaici (prova MQT 03) deve essere di almeno $40 \text{ M}\Omega \cdot \text{m}^2$, il che significa che ad esempio un modulo da 60 celle di $1,6 \text{ m}^2$ deve avere un isolamento verso terra di almeno $25 \text{ M}\Omega$.

A questo punto ci si potrebbe aspettare che, in condizioni limite, un array fotovoltaico di 10 stringhe di 20 moduli ciascuna presenti un isolamento verso terra pari a $25 \cdot 106 / (20 \cdot 10) = 125 \text{ k}\Omega$. Di conseguenza, con una tensione di stringa di 750 V , la corrente di dispersione può raggiungere i 6 mA in assenza di guasti. Questo valore è presumibilmente destinato ad aumen-

tare col tempo in quanto la probabilità che almeno uno dei 200 moduli presenti una progressiva perdita di isolamento è un dato reale di cui occorre tenere conto.

Riguardo alle azioni da intraprendere in caso di guasto verso terra occorre però distinguere 3 casi differenti ai quali si farà riferimento in seguito:

1. Array isolati da terra che non presentano separazione elettrica con sistemi collegati a terra, come nel caso in cui sono utilizzati convertitori senza trasformatore. La presenza di un riferimento a terra, tipicamente nella parte AC, rende il sistema di tipo TT o TN.
2. Array che presentano un punto a terra nell'array (messa a terra funzionale già vista).
3. Array isolati da terra e separati elettricamente da sistemi collegati a terra, come nel caso in cui sono utilizzati convertitori con trasformatore. La mancanza di un riferimento a terra rende il sistema di tipo IT.

Misura diretta dell'isolamento verso terra

La misura dell'isolamento verso terra dell'array fotovoltaico deve essere effettuata almeno una volta ogni 24 ore.

Il valore di resistenza verso terra minimo accettabile dipende dalla taglia dell'array e la *tabella 5.3* riporta i valori presi dalla normativa tecnica. Si tratta comunque di valori limite ai quali conviene non avvicinarsi, tarando i sistemi di protezione e segnalazione su valori più elevati.

Con riferimento all'elenco precedente, la rilevazione di un guasto a terra nei sistemi di tipo 1) o 2) comporta lo scollegamento immediato dell'array. Eventuali misure successive che facessero rientrare nei valori consentiti la resistenza di terra possono permettere il rientro in servizio dell'array. Nel caso di sistemi di tipo 3) la rilevazione di un guasto a terra deve essere segnalata ma non comporta necessariamente lo scollegamento dell'array.

Potenza nominale dell'array [kW]	Resistenza minima verso terra [kΩ]
≤ 20	30
> 20 e fino a 30	20
> 30 e fino a 50	15
> 50 e fino a 100	10
> 100 e fino a 200	7
> 200 e fino a 400	4
> 400 e fino a 500	2
> 500	1

Tabella 5.3 - Soglie di resistenza minima verso terra per gli array fotovoltaici.

Misura della corrente differenziale

La misura della corrente differenziale dell'array è una modalità molto efficace per evidenziare eventuali dispersioni verso terra perché se la corrente nel conduttore positivo non è uguale a quella nel conduttore negativo è evidente che la parte rimanente si richiude percorrendo un circuito differente. Inoltre, la misura della corrente differenziale può avvenire con continuità durante il funzionamento dell'array.

La rilevazione di una corrente differenziale può essere effettuata sul lato AC del convertitore.

Un valore eccessivo, nei sistemi di tipo 1) o 2), comporta lo scollegamento immediato dell'array. Eventuali misure successive che facessero rientrare nei valori consentiti la corrente differenziale possono permettere il rientro in servizio dell'array.

Nel caso di sistemi di tipo 3) la rilevazione della corrente differenziale non è richiesta. Le soglie massime da impostare per la corrente differenziale, intesa come somma delle componenti DC e AC, sono le seguenti:

- per convertitori con potenza nominale P di uscita $\leq 30 \text{ kVA} \rightarrow 300 \text{ mA}$
- per convertitori con potenza nominale P di uscita $> 30 \text{ kVA} \rightarrow 10 \text{ mA} \cdot P [\text{kW}]$ con un massimo di 5 A.

Lo scollegamento dell'array deve avvenire entro 0,3 s.

È possibile inoltre adottare ulteriori soglie sensibili solo a squilibri veloci di corrente, tipici di contatti indiretti accidentali da parte di persone, con valori di intervento inferiori a quelli prima visti. Infatti, i valori di dispersione finora considerati sono normalmente da attribuire a fenomeni lenti, che possono subire delle variazioni anche ampie per effetto delle piogge, ma che comunque avvengono con gradualità.

Viceversa, un contatto pericoloso accidentale da parte di una persona può indurre

delle variazioni rapide dei valori di dispersione e pertanto potrebbe essere utile una protezione in grado di intervenire su eventi di questo tipo.

Di fatto, la CEI EN 62109-2 richiede in questi casi l'intervento della protezione differenziale. I valori di soglia e i tempi di intervento, corretti con la IEC TS 63053, sono riportati nella *tabella 5.4*.

Ulteriori riferimenti tecnici e normativi

Un aspetto di particolare importanza riguarda le sovratensioni dovute alle scariche atmosferiche e le modalità per farvi fronte. Si è tuttavia preferito trattare questo importante argomento nel capitolo sulla sicurezza degli impianti.

Cavi e connettori

Le tensioni elevate che normalmente sono adottate negli array fotovoltaici, unitamente alle sollecitazioni di tipo ambientale, rappresentate principalmente dalle escursioni termiche e dall'esposizione ai raggi UV, richiedono l'utilizzo di cavi solari, appositamente studiati per impieghi fotovoltaici. Tali cavi devono essere dotati di guaina.

In Europa questi cavi devono rispondere ai requisiti della norma CEI EN 50618 o IEC 62930 e riportano la marcatura H1Z-2Z2-K. Si raccomanda di utilizzare cavi di colore differente per le polarità positive e negative delle stringhe, come ad esempio rosso per il positivo e nero per il negativo.



Le tensioni elevate che normalmente sono adottate negli array fotovoltaici, richiedono l'utilizzo di cavi solari, appositamente studiati per impieghi fotovoltaici

Corrente rilevata	Tempo massimo di intervento
30 mA	0,3 s
60 mA	0,15 s
90 mA	0,04 s

Tabella 5.4 - Valori di taratura della protezione differenziale per variazioni rapide.



Purtroppo, al vertiginoso aumento della potenza media degli impianti fotovoltaici nel corso degli anni, per molto tempo non ha trovato riscontro un assetto normativo adeguato per i quadri di parallelo stringhe

Pur essendo molto resistenti, i cavi solari possono essere danneggiati dall'azione di animali quali uccelli o roditori. Nei luoghi in cui vi può essere la presenza di questi animali è pertanto necessario proteggere quanto più possibile i cavi per mezzo di condotti portacavi sufficientemente robusti e sigillati agli estremi.

I connettori utilizzati per collegare le stringhe agli inverter o ai quadri di parallelo stringhe sono anch'essi molto importanti, in quanto devono garantire un collegamento sicuro e di resistenza ohmica trascurabile. Inoltre devono essere in grado di resistere nel tempo agli agenti atmosferici, tra cui le infiltrazioni di acqua. I connettori devono rispondere ai requisiti della norma CEI EN 62852.

La manovra di questi componenti deve sempre essere effettuata quando non vi è passaggio di corrente.

Va infine ricordato che in molti casi sono stati riscontrati malfunzionamenti accoppiando connettori dello stesso tipo ma prodotti da costruttori diversi.

Per questo motivo la IEC 62548 non consente questa pratica impiantistica e a livello internazionale questa problematica è stata anche affrontata nel Technical Report IEC TR 63225.

Quadri di parallelo stringhe

Nel caso di array con un numero limitato di stringhe, il loro collegamento parallelo con i vari componenti di protezione e manovra è quasi sempre effettuato dai convertitori al proprio interno. In tutto gli altri casi bisogna invece prevedere dei quadri elettrici in corrente continua.

Nei quadri di parallelo stringhe transitano spesso potenze notevoli, soprattutto quando il numero di stringhe è elevato. Purtroppo, al vertiginoso aumento della potenza media degli impianti fotovoltaici nel corso degli anni, per molto tempo non ha trovato riscontro un assetto normativo adeguato per i quadri di parallelo stringhe. Il risultato è stato che questi componenti sono diventati spesso l'anello debole della catena, come testimoniano i numerosi

incendi innescati da quadri con caratteristiche inadeguate o posizionati in luoghi inadatti.

Di fatto, mentre per i quadri elettrici destinati alla distribuzione dell'energia in bassa tensione in corrente alternata già da tempo esistono e si sono evolute specifiche norme nazionali e internazionali, per i quadri di parallelo stringhe non si trovavano riferimenti normativi adeguati che permettessero di adottare dei criteri di progettazione sicuri e condivisi.

Tuttavia, da luglio 2020 è disponibile la nuova versione della norma IEC 61439-2 che al proprio interno tratta anche i quadri elettrici in corrente continua e che quindi rappresenta un primo importante passo verso la sicurezza e l'affidabilità di questi importanti componenti dell'impianto.

È comunque importante che tutti i criteri di sicurezza e di buona progettazione uti-

lizzati per i quadri in corrente alternata siano adottati anche per i quadri in corrente continua con particolare riferimento a:

- idoneità dei componenti (IMS, fusibili, SPD, ecc.);
- idoneità dei circuiti interni e delle connessioni con l'esterno;
- capacità dell'involucro di dissipare il calore generato all'interno ed evitare sovratemperature localizzate;
- idoneo grado di protezione IP dell'involucro;
- possibilità di effettuare in sicurezza tutte le manovre richieste, anche in condizioni di emergenza.



È comunque importante che tutti i criteri di sicurezza e di buona progettazione utilizzati per i quadri in corrente alternata siano adottati anche per i quadri in corrente continua